

DELIBERAZIONE 8 MAGGIO 2025

197/2025/R/EEL

APPROVAZIONE, PER L'ANNO 2025, DEL PROGETTO PILOTA PER L'APPROVVIGIONAMENTO DI SERVIZI ANCILLARI LOCALI PROPOSTO DALLA SOCIETÀ UNARETI S.P.A.

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

Nella 1338^a riunione dell'8 maggio 2025

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;
- il regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/942), che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER), come emendato dal Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: Regolamento 2024/1747);
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/943), come emendato dal Regolamento 2024/1747;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/14);
- la legge 22 aprile 2021, n. 53;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/21);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: 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 Revisione 3 approvata con la deliberazione 10 dicembre 2024, 539/2024/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);

- 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 (di seguito: deliberazione 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 516/2024/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 raccomandazione ACER 01/2025 del 7 marzo 2025 (di seguito: raccomandazione 01/25);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 18 febbraio 2025, 50/2025/R/eel (di seguito: DCO 50/2025/R/eel);
- il documento “Framework Guideline on Demand Response” adottato da ACER il 20 dicembre 2022 (di seguito: *Demand Response Framework Guideline*);
- la lettera della società Unareti S.p.A. (di seguito anche: Unareti) del 15 aprile 2025, prot. Autorità 26760 del 15 aprile 2025 (di seguito: lettera 15 aprile 2025);
- la lettera di Unareti del 30 aprile 2025, prot. Autorità 30064 del 30 aprile 2025 (di seguito: lettera 30 aprile 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 distribuzione di energia elettrica, nonché di gestire, mantenere e sviluppare nella propria 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 consentire 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 dei mezzi di generazione e della gestione della domanda, alla gestione quotidiana delle reti e alla pianificazione a lungo termine degli investimenti nelle reti; i DSO e i 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 stessi;
- 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 1, lettera f), dispone 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 210/2021 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 tali finanziamenti, i costi di cui sopra 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:

- nel corso del 2023 e 2024 sono stati presentati tre progetti pilota approvati rispettivamente con la deliberazione 372/2023/R/eel (progetto pilota RomeFlex proposto da Unareti, successivamente aggiornato con la deliberazione 121/2024/R/eel e riconfermato per il 2025 con la deliberazione 555/2024/R/eel), la deliberazione 365/2023/R/eel (progetto pilota Edge proposto dalla società e-distribuzione S.p.A., riconfermato per il 2025 con la deliberazione 516/2024/R/eel) e la deliberazione 117/2024/R/eel (progetto pilota *Mindflex* proposto dalla società Unareti S.p.A.);
- 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 dei trend più evidenti (penetrazione di rinnovabili di piccola taglia, sviluppo di auto elettriche, elettrificazione di consumi domestici ecc.), 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 attuale di gestire le congestioni e i sovraccarichi interni alla rete, 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, che include anche prove tecniche “in campo”; le risorse sono abilitate solo dopo aver superato

- positivamente i test di rispondenza alle specifiche del servizio richiesto (principalmente tempo di attivazione, tempo di rampa e mantenimento della modulazione per il tempo prestabilito);
- le procedure di abilitazione delle risorse non pongono limiti in termini di tecnologia o di tipologia di unità (unità di produzione o di consumo), nel rispetto del principio della “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 una strategia che prevede anche l’utilizzo di servizi ancillari locali; per i progetti presentati emerge la convenienza della soluzione che include la flessibilità, giustificando l’opportunità di condurre la sperimentazione proposta;
 - sono previste sessioni di selezione delle risorse a termine secondo procedure di mercato, con aste al ribasso rispetto a un *cap* predefinito; le procedure 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 tramite un “prezzo per disponibilità” (quota fissa in €/kW/periodo) e un “prezzo per l’utilizzo” (quota variabile in €/kWh); la selezione delle risorse a termine è effettuata secondo il criterio del minimo costo atteso, stimando il controvalore economico delle modulazioni in base alle attivazioni richieste dal DSO e al prezzo per l’utilizzo richiesto dai BSP;
 - 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 sulla base della media dei prelievi o delle immissioni del medesimo quarto d’ora di un periodo precedente (tipicamente qualche giorno) e in assenza di movimentazioni;
 - nel caso in cui il servizio sia fornito tramite un aggregato di risorse, la valutazione del servizio erogato avviene su base aggregata, ossia la *baseline* è calcolata come somma algebrica delle *baseline* delle singole risorse e la movimentazione eseguita come somma algebrica delle movimentazioni delle singole risorse;
 - sono rimandati ad una successiva fase il coordinamento operativo con il TSO e l’adozione di misure per garantire la neutralità finanziaria dei BRP, in quanto, al momento, i servizi ancillari locali erogati sono di entità limitata, tale 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 approvati dall’Autorità su base annua, anche se tutti traggono orizzonti temporali più lunghi;
 - per tutti i progetti finora approvati 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;
- i progetti si avvalgono di diverse piattaforme per la selezione delle risorse: il progetto Edge prevede l'utilizzo della piattaforma predisposta dalla società Piclo, mentre i progetti RomeFlex e *MindFlex* si appoggiano alla piattaforma Mercato Locale Flessibilità (di seguito: piattaforma MLF) predisposta dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) e il cui regolamento è stato approvato dall'Autorità da ultimo con la deliberazione 118/2024/R/eel;
 - i progetti differiscono fra loro anche con riferimento ai criteri per l'attivazione delle risorse: Edge e *MindFlex* prevedono l'attivazione diretta a cura del DSO con remunerazione al prezzo per l'utilizzo dichiarato in sede di selezione delle risorse a termine; RomeFlex include, invece, anche un mercato a pronti utilizzato da giugno 2024 per la selezione delle risorse da attivare.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE, CON RIFERIMENTO AL PROGETTO *MINDFLEX* PRESENTATO DA UNARETI:

- il progetto iniziale, approvato dall'Autorità con la deliberazione 117/2024/R/eel per l'anno 2024, prevedeva:
 - di limitare la prima sperimentazione alla Sottostazione di Ponzio (area di Milano), per cui era stato individuato un fabbisogno di 5 MW in condizioni normali a cui si aggiungevano ulteriori 4 MW in caso di emergenza, ossia di guasto alle interconnessioni;
 - una soglia minima delle singole risorse che possono essere abilitate pari a 20 kW di capacità di modulazione, da rendere disponibile su punti di connessione con una potenza di almeno 50 kW, ferma restando la possibilità di prevedere aggregati;
 - la possibilità di partecipazione anche per le risorse coinvolte nell'erogazione dei servizi ancillari globali verso Terna; per tali risorse, al fine di evitare doppi pagamenti, l'erogazione dei servizi ancillari locali e la relativa remunerazione erano limitate ai soli periodi orari in cui le risorse non fornivano servizi ancillari globali;
 - quale oggetto del servizio, la regolazione della potenza attiva per risolvere congestioni sulla rete di distribuzione;
 - un tempo massimo di attuazione del servizio pari a 60 minuti dalla ricezione dell'ordine di attivazione in assetto normale della rete di distribuzione, mentre in caso di guasto erano definiti requisiti più stringenti definiti in ogni singola procedura di approvvigionamento; era altresì richiesto un periodo minimo di durata del servizio pari a 15 minuti;
 - l'approvvigionamento a termine delle risorse, con remunerazione della disponibilità tramite una componente fissa in €/MW/anno e remunerazione dell'effettiva energia erogata ai fini del servizio tramite una componente variabile, in €/MWh, entrambe espresse in sede di selezione a termine; la componente fissa era moltiplicata per la potenza resa disponibile per l'attivazione, fatte salve le

- opportune correzioni per i casi di indisponibilità; ai fini del loro effettivo utilizzo, le risorse approvvisionate a termine erano attivate direttamente dal DSO in funzione delle effettive esigenze del sistema;
- lo svolgimento di procedure concorsuali con base d’asta pari a 30.000 €/MW/anno per la componente di disponibilità (parametrata all’effettivo numero di ore di disponibilità richieste) e 500 €/MWh per la componente di utilizzo, escludendo dalla partecipazione tutte le risorse che erogavano servizi di flessibilità a Terna; le risorse erano comunque remunerate sulla base del prezzo offerto (*pay as bid*);
 - l’utilizzo di un dispositivo chiamato “*Power Grid User Interface*” (di seguito: PGUI), per l’interazione fra BSP e DSO per l’invio del comando di modulazione alla singola risorsa e lo scambio dati tra i soggetti interessati e gli apparati di controllo della risorsa distribuita stessa; tale dispositivo era reso disponibile dal DSO in comodato d’uso, ferma restando la possibilità per il BSP di installare un dispositivo equivalente;
 - offerte presentate dai BSP con riferimento a ciascuna risorsa di flessibilità, indipendentemente che la risorsa erogasse il servizio singolarmente o in aggregato;
 - la verifica dell’effettiva erogazione del servizio valutando la differenza tra i dati di misura dell’energia elettrica immessa o prelevata e la *baseline*, determinata dal DSO sulla base dei prelievi o delle immissioni del medesimo *Imbalance Settlement Period* (di seguito: ISP) nei 5 giorni precedenti (in assenza di movimentazioni); la verifica era effettuata singolarmente per risorse che partecipano in modo individuale e in modo congiunto per le risorse che partecipano su base aggregata, sommando *baseline* e movimentazioni delle singole risorse appartenenti all’aggregato stesso; il servizio era correttamente eseguito se la risorsa (o l’aggregato nel suo insieme) avesse erogato almeno il 60% del servizio richiesto,;
 - nel mese di marzo 2025 Unareti ha avviato una consultazione pubblica finalizzata a illustrare i propri orientamenti in merito all’estensione al 2025 del progetto pilota per l’approvvigionamento dei servizi ancillari locali, con ampliamento del perimetro della sperimentazione e introduzione di alcune modifiche sulla base delle esperienze acquisite;
 - con la lettera 15 aprile 2025, Unareti ha inviato all’Autorità le osservazioni pervenute durante la consultazione pubblica, mentre con la lettera 30 aprile 2025, ha presentato per l’approvazione la proposta di estensione del progetto pilota per l’anno 2025 rivista per tenere conto di quanto riscontrato dagli operatori;
 - più nel dettaglio, la proposta per il 2025 prevede:
 - un allargamento dei “perimetri di flessibilità” (ossia delle aree di rete per le quali è richiesto il servizio), che coinvolgono diverse cabine primarie nel territorio di Milano e Rozzano, per un fabbisogno complessivo di 25 MW;
 - una sperimentazione limitata al periodo considerato critico (3 giugno – 7 agosto 2025, nella fascia oraria 10:00-23:00 per complessive 507 ore;

- l’ampliamento delle risorse coinvolte nel progetto, con una riduzione della capacità minima di modulazione (da 20 kW a 300 W) e di potenza minima di connessione per ciascun punto (da 50 kW a 3 kW);
- la conferma della partecipazione delle risorse coinvolte nell’erogazione dei servizi ancillari globali, limitatamente ai periodi in cui non erogano i servizi globali a Terna;
- la conferma della possibilità per il BSP di definire un aggregato di risorse distribuite attraverso cui fornire il servizio all’interno di ciascun perimetro di flessibilità;
- l’eliminazione dell’obbligo di utilizzare il PGUI o un dispositivo equivalente: in sostituzione l’ordine di attivazione è inviato tramite canali informatici con modalità concordata con il BSP e ai fini del *settlement* e della verifica della erogazione del servizio sono utilizzati i dati quartorari resi disponibili dal DSO tramite misuratore 2G;
- che la *baseline* possa essere calcolata alternativamente secondo due metodologie diverse: la prima metodologia prende come *baseline* la potenza mensile media prelevata/impressa misurata negli ISP corrispondenti (ossia facenti parti di giorni che appartengono alla medesima tipologia, quali feriali, prefestivi, festivi, di quello per cui si sta calcolando la *baseline*) dell’anno precedente all’anno di consegna; la seconda metodologia prevede un calcolo analogo, ma la media è effettuata sugli ISP corrispondenti degli ultimi cinque giorni appartenenti alla medesima tipologia, quali feriali, prefestivi, festivi (anziché su tutti quelli dell’anno precedente); il BSP indica la metodologia prescelta in fase di registrazione della risorsa distribuita;
- l’incremento della base d’asta per la disponibilità a 500.000 €/MW/anno (parametrata rispetto all’effettivo numero di ore di disponibilità richiesta), ferma restando la componente di utilizzo con *cap* a 500 €/MWh; l’incremento significativo della componente di disponibilità è finalizzato a incentivare la partecipazione delle risorse al progetto pilota nonostante il numero esiguo di ore comprese nella finestra di disponibilità; rimane confermata la remunerazione *pay as bid*;
- un budget complessivo massimo annuo pari a 7.061,0 k€, di cui 723,5 k€ per la remunerazione della disponibilità (assumendo che tutte le risorse offrano alla base d’asta) e 6.337,5 k€ per l’attivazione (nel caso peggiore in cui tutte le risorse siano attivate in tutte le ore della finestra disponibilità e ad un prezzo pari al *cap*); il budget complessivo atteso per remunerare la disponibilità e l’attivazione ipotizzando un tasso di utilizzo delle risorse del 27% (coefficiente calcolato sulla base di analisi su dati storici, coerente con il Piano di Sviluppo 2025 di Unareti) è invece pari 2.435 k€;

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- in accordo con quanto previsto dall'articolo 59(1)e del Regolamento 2019/943 la Commissione Europea è autorizzata ad adottare un codice di rete in materia di *demand response*;
- a tal proposito la Commissione Europea ha richiesto ad ACER di preparare una *framework guideline* per guidare la stesura della bozza di detto codice da parte di ENTSO-E e della EU DSO Entity; ACER ha ottemperato alla richiesta con il documento *Demand Response Framework Guideline*;
- la bozza di codice di rete redatta da ENTSO-E e dalla EU DSO Entity è stata inviata ad ACER per verifica rispetto alle indicazioni della *framework guideline*; in esito al processo, ACER ha adottato la raccomandazione 01/2025 con la quale ha proposto alla Commissione Europa una bozza rivista del codice di rete sulla *demand response*;
- con particolare riferimento alla determinazione della *baseline*, la bozza rivista di cui al punto precedente prevede che:
 - sia sviluppata a livello nazionale una apposita metodologia per lo sviluppo e l'implementazione delle modalità di determinazione della *baseline* (di seguito: metodologia *baseline*); tale metodologia sia sottoposta all'approvazione della competente autorità di regolazione nazionale;
 - le modalità di determinazione della *baseline* siano trasparenti e replicabili, non diano adito a comportamenti abusivi, siano precise e affidabili ed usino, nei limiti del possibile, dati esistenti;
- per i servizi ancillari globali, il TIDE prevede l'utilizzo come *baseline*:
 - del programma base come caricato dal BSP sulla piattaforma di nomina, per le Unità Abilitate Singolarmente;
 - della somma del programma base delle Unità Virtuali Nodali, per le Unità Virtuali Abilitate Nodali;
 - di un riferimento determinato da Terna per le Unità Virtuali Abilitate Zonali; per quest'ultimo caso con il DCO 50/2025/R/eel l'Autorità ha consultato l'ipotesi che siano i BSP a comunicare la propria *baseline*, pur consentendo a Terna di poterla correggere in funzione dello stato effettivo delle risorse.

RITENUTO CHE:

- la *baseline* debba essere quanto più possibile aderente allo stato che ciascuna risorsa avrebbe assunto in assenza dell'attivazione dei servizi ancillari; un tale calcolo sia, tuttavia, di difficile attuazione perché richiederebbe stime sul comportamento atteso della risorsa che dipendono da una pluralità di fattori, quali le condizioni meteorologiche, la tecnologia della risorsa e il contesto, industriale, commerciale o domestico in cui essa è inserita; sia pertanto opportuno privilegiare modalità di determinazione della *baseline* basate sull'andamento storico del comportamento della risorsa, come rilevato dai dati di misura;
- la scelta dell'insieme dei dati di misura sulla base dei quali determinare la *baseline* rappresenti comunque una valutazione discrezionale, in quanto qualsiasi soluzione

può risultare ottimale per una certa tecnologia e non ottimale per un'altra; ad esempio una valutazione sulla base degli ISP immediatamente antecedenti potrebbe risultare penalizzante per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili aleatorie che potrebbero modificare anche significativamente la propria produzione fra un ISP e l'altro in funzione della disponibilità della fonte; per tali unità potrebbe essere più indicata una *baseline* determinata sulla base dell'andamento storico degli ultimi giorni (al netto, comunque, delle incertezze metereologiche); una valutazione sulla base dei dati storici annuali, invece, potrebbe essere efficace per carichi con profilo giornaliero costante nell'arco dell'anno, senza grandi variazioni stagionali;

- al fine di raccogliere elementi utili per lo sviluppo della metodologia *baseline* sia quindi opportuno sperimentare differenti modalità di determinazione della *baseline* anche per valutare se determinate soluzioni possano dare adito a comportamenti opportunistici da parte dei BSP;
- la soluzione per la determinazione della *baseline*, proposta da Unareti nel progetto pilota per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali per l'anno 2025 (che prevede la scelta fra una media basata sugli ISP corrispondenti dell'anno precedente o sugli ISP corrispondenti degli ultimi cinque giorni della stessa tipologia, quali feriali, prefestivi e festivi), possa fornire elementi utili, in quanto consente di mettere a confronto differenti approcci.

RITENUTO, PERTANTO, OPPORTUNO:

- approvare la proposta di estensione al 2025 del progetto pilota presentata da Unareti con la lettera 30 aprile 2025, comprensiva delle modifiche apportate rispetto alla versione vigente nel 2024, in quanto coerente con i principi e i criteri previsti dalla deliberazione 352/2021/R/eel e contenente elementi utili per lo sviluppo prospettico della metodologia *baseline*;
- confermare, in coerenza con gli altri progetti pilota di cui alla deliberazione 352/2021/R/eel, che i costi sostenuti da Unareti 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;
- raccomandare a Unareti di farsi parte diligente, decorso il secondo 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; in particolare si ritiene opportuno monitorare le modalità di determinazione della *baseline* al fine di valutare, da un lato, se quanto proposto nel progetto pilota per l'anno 2025 possa dare adito o meno a comportamenti opportunistici da parte dei BSP e, dall'altro, se si possa prevedere per il futuro anche una modalità di determinazione della *baseline* che tenga conto dell'energia scambiata da ciascuna risorsa negli ISP immediatamente antecedenti l'ordine di attivazione in

coerenza con quanto al momento previsto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali da parte delle Unità Virtuali Abilitate Zonali;

- prevedere che il progetto pilota, come eventualmente aggiornato secondo quanto previsto dal precedente punto, possa essere esteso oltre il 2025, previa approvazione da parte dell'Autorità del regolamento e del relativo budget annuale in termini di costo atteso massimo;
- prevedere che Unareti, qualora lo ritenga opportuno per favorire la partecipazione delle risorse di flessibilità, nel corso del 2025 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 richiesto (oltre i 25 MW inizialmente stimati) e le ore di effettiva 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 totale complessivo di 7.061,0 k€ di cui alla proposta di progetto pilota oggetto di approvazione con il presente provvedimento;
- prevedere che, qualora decida di avvalersi della facoltà di modifica di cui al precedente punto, Unareti debba:
 - aggiornare il regolamento del progetto pilota, pubblicando l'aggiornamento sul proprio sito internet;
 - darne contestuale evidenza all'Autorità, con le relative motivazioni e il nuovo costo massimo risultante;
- precisare che eventuali modifiche ai parametri che comportino un costo atteso massimo per l'anno 2025 superiore a 7.061,0 k€ debbano essere previamente sottoposte a nuova approvazione da parte dell'Autorità

DELIBERA

1. di approvare la proposta di estensione del progetto pilota *MindFlex*, per l'anno 2025, come trasmessa da Unareti S.p.A. all'Autorità con lettera 30 aprile 2025, comprensiva dei relativi allegati;
2. di prevedere che Unareti 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 Unareti 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 Unareti 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 ad Unareti 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.

8 maggio 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini