

DELIBERAZIONE 3 AGOSTO 2023

372/2023/R/EEL

APPROVAZIONE, PER L'ANNO 2024, DEL PROGETTO PILOTA PER L'APPROVVIGIONAMENTO DI SERVIZI ANCILLARI LOCALI PROPOSTO DALLA SOCIETÀ ARETI S.P.A., DEL "REGOLAMENTO DEL MERCATO LOCALE DELLA FLESSIBILITÀ" PREDISPOSTO DAL GME E DELLA CONVENZIONE-TIPO TRA GME E IMPRESE DI DISTRIBUZIONE PER LA PARTECIPAZIONE AL MERCATO LOCALE DELLA FLESSIBILITÀ

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

Nella 1161^a riunione del 3 agosto 2023

VISTI:

- la direttiva 2012/27/UE del 24 agosto 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE (di seguito: direttiva 2012/27/UE);
- il regolamento (UE) 2017/1485 2 agosto 2017 della Commissione recante "orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica" (di seguito: regolamento SO);
- il regolamento (UE) 5 giugno 2019, 2019/943, sul mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: regolamento 2019/943);
- la direttiva (UE) 5 giugno 2019, 2019/944, recante "norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE" (di seguito: direttiva 2019/944);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 21 novembre 2013, 532/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 532/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 393/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 393/2015/R/eel), recante un procedimento per la riforma organica del servizio di dispacciamento, in coerenza con gli indirizzi già espressi dall'Autorità nel Quadro strategico;
- la deliberazione dell'Autorità 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 300/2017/R/eel), recante "Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo";

- la deliberazione dell’Autorità 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 628/2018/R/eel) recante un procedimento per l’implementazione dello scambio dati fra i gestori di rete e i “*Significant Grid Users*” (SGUs) ai fini dell’esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- la deliberazione dell’Autorità 11 febbraio 2020, 36/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 36/2020/R/eel) recante la verifica di conformità del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (di seguito: Codice di rete) per l’implementazione, fra le altre cose, delle disposizioni in materia di scambio dati ai sensi del regolamento SO;
- il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica per il NPR1 2020-2023, approvato con la deliberazione 231/2021/R/eel, valido a partire dal 1 luglio 2021 (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell’Autorità 352/2021/R/eel, recante “Progetti pilota per l’approvvigionamento di servizi ancillari locali” (di seguito: deliberazione 352/2021/R/eel);
- il Testo Integrato del Dispacciamento elettrico (TIDE), Allegato alla deliberazione dell’Autorità 345/2023/R/eel (di seguito: TIDE);
- la lettera trasmessa da Areti S.p.A. (di seguito: Areti) in data 7 giugno 2023, come rettificata e integrata con la lettera del 25 luglio 2023 (di seguito: lettera del 25 luglio 2023);
- le lettere trasmesse dal GME S.p.A. (di seguito: GME) in data 25 luglio 2023.

CONSIDERATO CHE:

- la direttiva 2019/944, all’articolo 31, attribuisce ai gestori dei sistemi di distribuzione la responsabilità di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare una domanda ragionevole di energia elettrica, nonché di gestire, mantenere e sviluppare nella zona di competenza, a condizioni economiche accettabili, un sistema di distribuzione di energia elettrica sicuro, affidabile ed efficiente, nel rispetto dell’ambiente e dell’efficienza energetica;
- la medesima direttiva prescrive che, qualora un gestore del sistema di distribuzione sia responsabile dell’acquisizione di prodotti e servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di distribuzione, le norme adottate dal gestore del sistema di distribuzione a tal fine siano oggettive, trasparenti e non discriminatorie e siano sviluppate in coordinamento con i gestori dei sistemi di trasmissione e gli altri partecipanti al mercato interessati;
- più in dettaglio, gli articoli 31, 32 e 59 della direttiva 2019/944 evidenziano quanto segue:
 - *oggettività, trasparenza e non discriminazione delle norme*: le norme devono garantire la partecipazione effettiva di tutti i partecipanti al mercato qualificati, compresi i partecipanti che offrono energia da fonti energetiche rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella *demand response*, i gestori di impianti di stoccaggio dell’energia e gli aggregatori; il principio generale, include, tra l’altro,

- la pubblicazione delle condizioni, regole e tariffe, se del caso, di fornitura di prodotti e servizi ai *distribution system operators* (di seguito: DSO);
- *economicità delle forniture, criteri di mercato come soluzione privilegiata*: la fornitura di prodotti e servizi ai DSO, deve avvenire nel modo più economico possibile, fornendo al contempo incentivi adeguati agli utenti della rete per bilanciare l'immissione e il prelievo di energia; a tal fine il DSO acquisisce i servizi ancillari non relativi alla frequenza necessari per la sua rete secondo procedure basate su criteri di mercato, a meno che l'autorità di regolazione abbia valutato che la fornitura basata su criteri di mercato di servizi ancillari non relativi alla frequenza non sia economicamente efficiente e abbia concesso una deroga;
 - *valutazione del trade-off tra sviluppo della rete e fornitura dei servizi ancillari*: il quadro normativo deve garantire che i DSO procurino i servizi ancillari quando essi riducono in modo efficiente in termini di costi la necessità di incrementare o sostituire la capacità di energia elettrica;
 - *cooperazione con i transmission system operators (di seguito: TSO)*: i DSO si scambiano tutte le informazioni necessarie e si coordinano con i gestori dei sistemi di trasmissione per assicurare l'uso ottimale delle risorse, garantire il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema e facilitare lo sviluppo del mercato;
 - *ruolo del DSO come acquirente dei servizi*: le autorità di regolazione e i DSO devono stabilire i requisiti tecnici di partecipazione in stretta cooperazione con tutti gli operatori di mercato e con i TSO, sulla base delle caratteristiche tecniche dei mercati e della capacità di tutti gli operatori di mercato stessi;
 - *ruolo del DSO come facilitatore neutrale*: il medesimo principio di cooperazione vale nel caso di fornitura di servizi di bilanciamento derivanti da risorse connesse al sistema di distribuzione: in tal caso il coordinamento con il pertinente TSO avviene in conformità con l'articolo 57 del regolamento UE 2019/943 e l'articolo 182 del regolamento SO;
 - *ruolo dei DSO e delle autorità di regolazione nella definizione di prodotti e servizi*: ai sensi dell'articolo 32, comma 2, i DSO, previa approvazione da parte della competente autorità di regolazione, ovvero l'autorità di regolazione stessa stabiliscono le specifiche per i servizi di flessibilità acquisiti e, se del caso, i prodotti di mercato standardizzati per tali servizi almeno a livello nazionale;
 - *equa remunerazione dei DSO*: ai sensi del medesimo comma di cui al precedente alinea, i DSO devono essere adeguatamente remunerati per l'acquisizione dei servizi ancillari al fine di consentire loro di recuperare almeno i costi ragionevoli corrispondenti, comprese le spese necessarie per lo scambio delle informazioni e la relativa infrastruttura di comunicazione.

CONSIDERATO, ANCHE, CHE:

- con la deliberazione 393/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e alla redazione del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico;

- nell’ambito del procedimento di cui al punto precedente, tenendo conto del progressivo venir meno di impianti termoelettrici programmabili e della progressiva diffusione di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili o di generazione distribuita, con la deliberazione 300/2017/R/eel, l’Autorità ha previsto una prima apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (di seguito: MSD), tramite progetti pilota, per consentire di acquisire elementi utili per la suddetta riforma e rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento;
- i progetti pilota, definiti ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel, sono principalmente finalizzati a sperimentare la partecipazione al MSD di nuove risorse di flessibilità rispetto a quelle storicamente abilitate a tale mercato, quali unità di produzione (di seguito: UP) non già abilitate (rilevanti e non rilevanti), inclusi i sistemi di accumulo, e unità di consumo (di seguito: UC) non rientranti nel contratto di dispacciamento dell’Acquirente Unico. Il progetto pilota è finalizzato anche a sperimentare opportune modalità di aggregazione, costituendo le cosiddette Unità Virtuali Abilitate – UVA), nonché un efficace coordinamento tra Terna e i DSO;
- con la deliberazione 352/2021/R/eel, l’Autorità ha avviato una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate per l’approvvigionamento di c.d. “servizi ancillari locali” ossia 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 e per la relativa remunerazione;
- la sperimentazione di cui al precedente punto viene effettuata per il tramite di progetti pilota per l’approvvigionamento di servizi ancillari locali predisposti dalle imprese distributrici (DSO), secondo uno schema concettualmente simile a quello adottato per i servizi ancillari globali nell’ambito della deliberazione 300/2017/R/eel, prevedendo il coinvolgimento di operatori individuati sulla base di clausole non discriminatorie che consentano la più ampia partecipazione possibile, nell’ottica della neutralità tecnologica;
- più in dettaglio, la deliberazione 352/2021/R/eel disciplina:
 - a. *gli aspetti generali della sperimentazione* e precisamente:
 - *l’istituzione dei progetti pilota* per l’approvvigionamento, da parte dei DSO, di servizi ancillari locali necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione;
 - *gli obiettivi della sperimentazione*: i progetti pilota hanno l’obiettivo di sperimentare le soluzioni regolatorie più appropriate per l’approvvigionamento dei servizi ancillari locali e la relativa remunerazione, favorendo la convergenza delle soluzioni proposte durante la sperimentazione in un quadro di regole uniformi a livello nazionale, al fine di evitare che i medesimi servizi siano erogati e remunerati in modo difforme (a parità di condizioni) per diversi DSO;
 - *i compiti generali dei DSO*: i DSO devono identificare preventivamente la tipologia di servizi ancillari necessari alla gestione sicura della propria rete, e il relativo fabbisogno, anche in ottica prospettica tenendo conto degli obiettivi europei;

- b. le attività necessarie *per la presentazione e approvazione dei progetti pilota*, che prevedono:
- l’identificazione di *un soggetto proponente*, ossia uno o più DSO, in forma congiunta qualora vi siano analoghe esigenze, eventualmente con il coordinamento delle relative associazioni;
 - l’*individuazione delle utenze* che possono erogare detti servizi, anche al fine di valutare l’esistenza di un potenziale mercato e del suo grado di concorrenzialità;
 - l’*individuazione dei servizi ancillari* oggetto del progetto proposto e le loro caratteristiche, gli obiettivi cui sono funzionali, il relativo fabbisogno, anche tenendo conto delle evoluzioni che potrebbero derivare dagli obiettivi europei e nazionali in materia di decarbonizzazione;
 - la definizione di eventuali *perimetri di aggregazione* tali che al loro interno un dato servizio possa essere erogato indistintamente da unità di produzione e/o di consumo (singole o aggregate) senza compromettere la sicurezza del sistema di distribuzione; i perimetri non devono eccedere quelli delle UVA, previsti ai fini dell’erogazione dei servizi ancillari globali;
 - l’individuazione delle *soluzioni da sperimentare* per l’approvvigionamento di ciascun servizio, fermo restando che esso deve avvenire tramite procedure concorrenziali che possono includere forme di approvvigionamento a termine, anche tramite l’utilizzo del MSD; in caso di assenza di sufficiente liquidità, eventuali forme “non di mercato” possono essere valutate caso per caso, dando evidenza delle valutazioni effettuate;
 - la *stima dei costi della sperimentazione*, nonché le possibili alternative tra cui il potenziamento e lo sviluppo delle infrastrutture elettriche
 - la definizione dei *criteri per l’abilitazione* delle risorse che devono prevedere la possibilità di richiedere l’abilitazione anche solamente per uno dei servizi ancillari locali, nonché anche di una sola fra le due modalità “a salire” e “a scendere” (modalità asimmetrica); può anche essere prevista una eventuale procedura di verifica e monitoraggio del mantenimento dei requisiti, anche a valle dell’ottenimento dell’abilitazione;
 - l’impegno del DSO a 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 in coerenza con le disposizioni dell’articolo 57(1) del regolamento 2019/943 e dell’articolo 32(2) della direttiva 2019/944, dando adeguata rendicontazione; in particolare, lo scopo della collaborazione è quello di salvaguardare la neutralità del *Balance Responsible Party* (di seguito: BRP) rispetto alle azioni del *Balancing Service Provider* (di seguito: BSP), nonché assicurare che nel caso in cui una unità eroghi sia servizi ancillari globali sia servizi ancillari locali, il BSP sia il medesimo;
 - l’identificazione di uno o più parametri o *indicatori sintetici* che possano essere assunti come riferimento per valutare i risultati della sperimentazione;

- l’identificazione delle *soluzioni tecnologiche utilizzabili* per l’interfaccia e i canali comunicativi tra i soggetti coinvolti (DSO, BSP e utenze), tramite soluzioni aperte modulari e non proprietarie, definendo le specifiche dei dispositivi che devono essere installati presso le utenze (siano esse di produzione o di consumo) affinché sia possibile l’erogazione del servizio e la verifica delle prestazioni effettivamente rese, anche tenendo conto di quanto già contenuto o in corso di sviluppo nelle Norme CEI;
- la valutazione delle 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;
- c. la *documentazione da inviare all’Autorità* per l’approvazione del progetto pilota ossia:
 - la versione definitiva del regolamento proposto, sottoposto a consultazione di almeno 30 giorni;
 - la relazione tecnica che illustri il progetto motivando tutte le scelte effettuate e dando evidenza degli esiti di tutte le attività preliminari;
 - l’indicazione delle tempistiche di esecuzione ipotizzate;
 - le osservazioni pervenute da parte degli operatori durante la consultazione e l’indicazione di come esse siano state tenute in considerazione (o eventuali contro-osservazioni);
 - l’evidenza di eventuali modifiche richieste dall’Autorità a seguito di una prima presentazione del progetto;
- d. *le modalità di rendicontazione* del progetto pilota, tramite l’invio da parte dei DSO all’Autorità, con cadenza semestrale e per tutta la durata del progetto pilota, di una relazione che illustra i risultati ottenuti fino a quel momento, corredata da un giudizio sintetico sull’andamento del progetto e sulla sua utilità prospettica per il sistema elettrico; la relazione dà anche evidenza dei costi sostenuti dai DSO per l’approvvigionamento di servizi ancillari locali;
- e. *la copertura dei costi* sostenuti dai DSO, stabilendo che:
 - i costi per l’adeguamento delle infrastrutture e dei canali comunicativi, ove possibile, siano coperti 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 con successivo provvedimento, all’atto dell’approvazione dei regolamenti dei primi progetti pilota. Al riguardo, l’Autorità ha anche ritenuto opportuno valutare la possibilità di avvalersi, limitatamente alla fase di sperimentazione, di un Conto già disponibile, evitando l’istituzione di un nuovo Conto alimentato da corrispettivi dedicati.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- con lettera del 25 luglio 2023, ai sensi delle disposizioni richiamate al punto b., la società Areti, a seguito di propria consultazione, ha trasmesso all’Autorità, per l’approvazione, un progetto pilota, denominato RomeFlex, per l’approvvigionamento di servizi ancillari locali sulle proprie reti di distribuzione, comprensivo di regolamento, relazione tecnica, nonché delle risposte formulate dagli operatori durante la consultazione e dell’evidenza delle modifiche apportate allo schema iniziale di regolamento per tenere conto di tali risposte;
- in relazione alle attività disciplinate dalla deliberazione 352/2021/R/eel e sopra richiamate per la presentazione e approvazione dei progetti pilota, si precisa quanto segue:
 - il progetto avrà una durata attesa di tre anni, dal 1 gennaio 2024 al 31 dicembre 2026;
 - il progetto è presentato, quale *soggetto proponente*, da Areti, con il coinvolgimento del GME per quanto riguarda la piattaforma di mercato descritta nel seguito. Il progetto, tuttavia, potrebbe essere adottato da altre imprese distributrici, eventualmente con alcune varianti funzionali a tenere conto di esigenze specifiche. Anche la piattaforma di mercato sviluppata dal GME è predisposta in modo da poter essere utilizzata da vari DSO;
 - il progetto identifica, come *utenze* che possono erogare i servizi, sia ‘a salire’ che ‘a scendere’, tutte le risorse presenti nell’area di sperimentazione, quali le unità di produzione, le unità di consumo, escluse quelle che prestano il servizio di interrompibilità o rientranti nel contratto di dispacciamento dell’Acquirente Unico, i sistemi di accumulo, i sistemi di ricarica dei veicoli elettrici gestiti in modalità V1G o V2G;
 - per quanto riguarda le *procedure per l’abilitazione*, è previsto che la risorsa debba essere caratterizzata da una “Potenza attiva a salire” e/o una “Potenza attiva a scendere” (come definite nell’Allegato 3 del regolamento) non inferiore in valore assoluto a 0,3 kW; il relativo punto di connessione deve avere potenza contrattuale non inferiore a 3 kW; la risorsa deve essere in grado di attuare il servizio entro 15 minuti dalla ricezione dell’ordine di attivazione e deve essere in grado di sostenere il servizio per un periodo al minimo pari a 15 minuti. Le prove tecniche di abilitazione avvengono in una giornata concordata tra il DSO e il BSP e consistono nell’esecuzione di una “modulazione di prova” per un periodo minimo di 15 minuti e un periodo massimo pari a quello dichiarato dal BSP in fase di registrazione della risorsa. Infine, il BSP, oltre ad essere stato qualificato come tale dal DSO, deve essere ammesso ad operare sul Mercato Locale della Flessibilità gestito dal GME (di seguito: MLF), secondo la procedura definita all’articolo 12 del regolamento;
 - il progetto identifica come *servizi ancillari locali necessari* quelli di regolazione della potenza attiva per la risoluzione delle congestioni sulla rete di distribuzione al fine di rispettare i vincoli della rete di distribuzione;

- il progetto identifica come area di sperimentazione quella della città di Roma in cui Areti opera come impresa distributrice;
- Areti stima il *fabbisogno* in esito ad un approfondito studio condotto in collaborazione con il Politecnico di Milano, che ha analizzato diversi scenari di elettrificazione e penetrazione della mobilità elettrica, dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento domestico (pompe di calore), dei piani a induzione domestici e della diffusione della generazione distribuita; da tali scenari sono state costruite possibili curve di carico e di generazione distribuita (sia estive che invernali). Dalle curve emerge che, al 2032, il picco di carico della città di Roma potrebbe aumentare di circa 1,2 GW rispetto al 2018; nel primo anno di sperimentazione, per l'area di Roma si stima un fabbisogno complessivo di flessibilità pari a 20 MW. Tutte le risorse connesse alla rete (in linea di principio, se abilitate) possono fornire i servizi richiesti e pertanto il *perimetro di flessibilità* nel progetto Areti è unico e coincide con l'intera area di sperimentazione;
- per quanto riguarda *i costi*, Areti ha confrontato la strategia tradizionale di sviluppo della rete basata esclusivamente sul rinforzo della stessa (approccio "Fit&Forget") con la strategia basata sulla possibilità di utilizzare i servizi ancillari locali. In particolare, Areti ha ipotizzato uno scenario sostenibile di investimenti infrastrutturali comunque necessari (potenziamento della rete per un valore medio di circa 50 milioni di euro annui) e ha valutato la flessibilità necessaria per la gestione in sicurezza della propria rete, da cui deriverebbe, fino al 2032, un costo totale cumulato di circa 615 milioni di euro, di cui 420 milioni di euro per potenziamenti di rete e circa 130 milioni di euro per l'approvvigionamento di flessibilità; invece, qualora si adottasse una soluzione caratterizzata dal solo sviluppo infrastrutturale, si renderebbero necessari investimenti per circa 1.075 milioni di euro. Da ciò emerge la convenienza della soluzione con flessibilità, giustificando l'opportunità di condurre la sperimentazione proposta;
- sulla base dei fabbisogni e dei costi stimati, Areti identifica, quali *soluzioni da sperimentare* quanto segue:
 - o il servizio è offerto dai BSP, in coerenza con la deliberazione 352/2021/R/eel, per il tramite di unità singole o aggregate all'interno del perimetro di flessibilità;
 - o le risorse di cui al punto precedente sono selezionate tramite una piattaforma dedicata di interfaccia e intermediazione, realizzata dal GME (c.d. Mercato Locale della Flessibilità - MLF), che garantirà trasparenza e libertà di accesso a tutti gli operatori economici interessati;
 - o in particolare, il GME organizza book di negoziazione distinti per DSO, per prodotti negoziabili, sia a "termine" che a "pronti". Questi ultimi sono suddivisi a loro volta in prodotti negoziabili il giorno prima e in prodotti infragiornalieri. Le caratteristiche dei prodotti sono definite dai DSO. Il GME svolge il ruolo di controparte centrale in tali mercati;
 - o per l'anno 2024, Areti prevede:

- a) una prima fase di selezione di risorse di flessibilità da contrattualizzare a termine per il periodo gennaio – aprile per un fabbisogno al più di 20 MW, da utilizzare per un numero limitato di ore pomeridiane. In tale periodo, in cui le risorse distribuite abilitate sono attese in numero limitato ovvero la frequenza di una loro attivazione è attesa ridotta, non è previsto l'utilizzo di prodotti a pronti. Il servizio è remunerato tramite una componente fissa (“prezzo per la disponibilità” espresso in euro/MW/anno) e una componente correlata all'effettiva erogazione del servizio (“prezzo per utilizzo” espresso in euro/MWh); tali componenti, come meglio specificato nella relazione tecnica, sono determinate per ciascun BSP in esito ad aste al ribasso rispetto a un cap predefinito; la base d'asta è pari a 30.000 euro/MW/anno per la componente di disponibilità e 500 euro/MWh per la componente di utilizzo. Le prime procedure concorsuali per l'approvvigionamento delle risorse potranno essere condotte già nel 2023, tramite asta da svolgersi con congruo anticipo rispetto al periodo di utilizzo;
 - b) una seconda fase di selezione di risorse di flessibilità da contrattualizzare a termine per il periodo maggio – settembre (che è il periodo più critico) per un fabbisogno di 20 MW, per un numero di ore pomeridiane e serali complessivamente superiore rispetto a quello del primo quadrimestre. Durante questa seconda fase, Areti prevede di sperimentare anche l'utilizzo dei prodotti a pronti: allo scopo, le risorse contrattualizzate avranno l'obbligo di offerta nel mercato a pronti nelle ore oggetto di contratto. Come nel caso *sub a*), il servizio è remunerato tramite una componente fissa e una componente correlata all'effettiva erogazione del servizio; la componente di disponibilità viene determinata per ciascun BSP in esito ad aste al ribasso rispetto a un cap predefinito pari a 30.000 euro/MW/anno, mentre per la componente di utilizzo, l'esito dell'asta al ribasso rispetto a un cap pari a 500 euro/MWh rappresenta il prezzo massimo di offerta sul mercato a pronti tramite il quale verranno selezionate le risorse da attivare. Durante questa fase, Areti prevede anche la possibilità che risorse non contrattualizzate a termine possano liberamente partecipare al mercato a pronti;
 - c) una terza fase per la selezione di risorse di flessibilità da contrattualizzare a termine per il periodo ottobre – dicembre. Questa fase verrà gestita come la precedente ma per un fabbisogno potenzialmente inferiore a 20 MW (in funzione delle risorse che parteciperanno al solo mercato a pronti), da utilizzare per un numero di ore da definire in funzione delle criticità da gestire e di vari fattori da valutare anche in base all'esperienza acquisita (ad es. la potenziale liquidità del nuovo mercato);
- nel periodo in cui la risorsa è contrattualizzata, gli assegnatari dei contratti si rendono disponibili ad incrementare o diminuire la potenza attiva da un

- valore minimo di 0,3 kW a un valore massimo stabilito dal contratto, in determinate ore del giorno, come precisato nelle informazioni contrattuali relative all'asta;
- il costo atteso per l'acquisto della flessibilità, sulla base dei prodotti messi all'asta e delle stime relative all'utilizzo, è pari a circa 5 milioni di euro;
 - la risorsa distribuita può fornire servizi ancillari sia singolarmente che in forma collettiva in un "aggregato dinamico" di volta in volta costituito sulla base delle specifiche esigenze di rete del DSO; in tal caso, la prestazione offerta dal BSP è valutata a livello aggregato e non di singola risorsa; la composizione dell'area dinamica è resa nota al BSP tramite le piattaforme di comunicazione;
 - 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 nei 5 giorni precedenti (in assenza di movimentazioni). Nel caso in cui il servizio sia fornito tramite un aggregato (dinamico) di risorse, la valutazione del servizio erogato avviene su base aggregata, ossia la baseline sarà calcolata come somma algebrica delle baseline delle singole risorse e la movimentazione eseguita come somma algebrica delle movimentazioni delle singole risorse;
- per quanto riguarda l'esistenza di un *potenziale mercato* e del suo grado di concorrenzialità, Areti ritiene che il potenziale di flessibilità sia estremamente ampio e tale da supportare una buona concorrenzialità: infatti, passando in rassegna le tecnologie principalmente utilizzabili, Areti osserva che: (i) sono in fase di attivazione migliaia di stazioni di ricarica di veicoli elettrici, (ii) vengono attivati oltre 300 impianti fotovoltaici dotati di accumulo al mese (ad oggi sono già presenti 1300 impianti fotovoltaici dotati di accumulo, di taglia media pari a 5 kW e potenza complessiva oltre 6 MW) e sono già attive 11 UVAM che offrono servizi a Terna; alla mobilità elettrica è attribuito un ruolo particolarmente rilevante, con stima di potenza installata intorno a 1,8 GW al 2032;
- per quanto riguarda la *cooperazione con gli altri DSO e con Terna*:
- Areti ritiene che, al momento, il fabbisogno dei servizi ancillari locali sia di entità limitata, tale da ipotizzare che la loro erogazione non renda necessaria la modifica dei programmi di immissione o di prelievo dei corrispondenti BRP. In questi termini non si rende necessaria una forma di coordinamento operativo con il TSO e con i BRP stessi né sono necessarie forme di compensazione tra BRP e BSP (pertanto, l'energia immessa o prelevata per effetto dell'erogazione del servizio ancillare locale è valorizzata al prezzo di sbilanciamento ai fini del *settlement*, mentre la remunerazione del servizio reso è di esclusiva competenza del BSP); è quindi previsto solo un impegno minimo di comunicazione da parte di Areti a Terna in merito al programma di attivazione dei servizi ancillari locali a beneficio dell'esercizio ottimale dei processi dei due gestori di rete;

- Areti prevede comunque, nell’orizzonte di più lungo termine, la definizione di forme di coordinamento con il TSO volte a garantire l’integrazione tra le modalità di approvvigionamento dei servizi ancillari globali e locali;
- per quanto riguarda la cooperazione con altri DSO, il progetto rappresenta l’esito di un percorso condiviso con quello di un analogo progetto presentato dalla società e-distribuzione S.p.A., in particolare con riferimento agli attributi caratterizzanti il prodotto, ai requisiti e alla necessità di prove tecniche per la pre-qualificazione delle risorse alla fornitura dei servizi, alla costruzione della ‘baseline’ e ai criteri adottati per la verifica della fornitura nonché per la remunerazione dei servizi ancillari locali. Areti sottolinea anche la collaborazione con altri DSO e BSP, sia attraverso scambi bilaterali che attraverso le associazioni di settore, e con Terna;
- per quanto l’*identificazione di parametri sintetici per valutare la sperimentazione*, Areti propone l’utilizzo di parametri costruiti in accordo con la metodologia illustrata nel documento “*Smart Grid Key Performance Indicators: a DSO perspective*”, report delle attività condotte dalla Joint Task Force istituita nel marzo 2020 sotto l’iniziativa di ENTSO-E e delle quattro associazioni europee rappresentanti i DSO (CEDEC, E-DSO, EUROELECTRIC e GEODE); il parametro proposto pesa, mediante due diverse componenti, l’effettiva capacità della soluzione individuata ad abilitare le utenze alla fornitura di servizi ancillari (percentuale rispetto alla totale potenza connessa alla rete) e il grado di implementazione dei servizi ancillari (calcolando il rapporto tra il numero di utenti abilitati e il numero di utenti attivi, nonché il rapporto tra energia richiesta per il servizio ed energia fornita);
- per quanto riguarda l’*identificazione delle soluzioni tecnologiche utilizzabili per l’interfaccia e i canali comunicativi*, Areti prevede che ogni risorsa debba essere dotata di un dispositivo di interfaccia che consenta lo scambio dati tra i soggetti interessati (Terna, DSO e BSP) e gli apparati di controllo della risorsa distribuita stessa, con caratteristiche adeguate al rispetto delle tempistiche e dei requisiti definiti per il servizio (c.d. Power Grid User Interface, PGUI). Il PGUI deve:
 - acquisire le misure al punto di connessione associato alla risorsa distribuita rilevate dal misuratore gestito dal relativo DSO;
 - acquisire i segnali di comando inviati dai soggetti interessati (Terna, DSO e BSP);
 - trasferire i segnali di comando agli apparati di controllo della risorsa distribuita per la loro attuazione;
 - certificare misure e segnali di comando di cui ai punti precedenti;
 - restituire ai soggetti interessati (Terna, DSO e BSP) tutte le informazioni certificate di cui al precedente alinea.

Areti ritiene il suddetto dispositivo necessario al fine di mettere a disposizione dei soggetti interessati le misure certificate dal DSO con tempistiche adeguate al monitoraggio e alla gestione della risorsa distribuita, oltre che al fine di verificare la coerenza tra il comando e le prestazioni rese. Benché il PGUI debba, in generale, essere approvvigionato e installato dal BSP, Areti ritiene utile che,

- esclusivamente durante la sperimentazione, il PGUI possa essere reso disponibile dal DSO in comodato d'uso gratuito al fine di rendere più agevole la partecipazione alla sperimentazione durante le sue prime fasi;
- per quanto riguarda la *valutazione di altre esperienze nazionali e internazionali*, Areti è responsabile per il coordinamento della parte italiana del progetto internazionale Platone, nell'ambito del programma Horizon 2020, che si pone l'obiettivo di sviluppare e testare una soluzione tecnologica d'avanguardia in grado di abilitare i meccanismi di flessibilità energetica in un mercato aperto ed inclusivo. Sviluppato da 12 partner divisi su quattro paesi (Italia, Grecia, Belgio e Germania), il progetto propone un approccio innovativo di gestione delle reti di distribuzione in grado di limitare le congestioni di rete dovute alla crescente elettrificazione e in presenza di una forte penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili; inoltre, nel corso del 2021 e del 2022, Areti, insieme ad altri partner nazionali e internazionali tra i quali e-distribuzione e Terna, ha sviluppato le proposte progettuali FLOW (*Flexible energy systems Leveraging the Optimal integration of EVs deployment Wave*) e BeFlex (*Increasing Energy System Flexibility Based on Sector-Integration Services to Consumer*) le quali sono state selezionate dalla Commissione Europea accedendo ai finanziamenti previsti dal programma Horizon; Areti ha condiviso a livello europeo le soluzioni sviluppate in Platone attraverso l'attiva partecipazione a *task forces* tra le diverse associazioni europee dei *system operators*;
 - per quanta riguarda, infine, *i finanziamenti europei*, il progetto non attinge ad essi. Tuttavia, Areti, grazie alla partecipazione alle iniziative di cui al precedente alinea, ha coperto tramite esse una parte significativa dei costi di sviluppo del proprio progetto pilota, valorizzata da Areti in circa 10 milioni di euro.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- con separate lettere del 25 luglio 2023, il GME ha trasmesso all'Autorità, per l'approvazione, rispettivamente la proposta di "Regolamento del mercato locale della flessibilità" e la proposta della convenzione-tipo tra GME e imprese di distribuzione per la partecipazione al mercato locale della flessibilità, in quanto funzionali all'avvio del progetto pilota proposto da Areti. Tali documenti hanno valenza generale e sono utilizzabili nel caso in cui altri DSO intendessero avviare una analoga sperimentazione;
- le proposte formulate dal GME riguardano sia il mercato a termine sia il mercato a pronti della flessibilità: la parte attinente al mercato a pronti è già stata predisposta, in modo completo, nell'ipotesi che l'erogazione dei servizi ancillari locali comporti anche la modifica dei programmi di immissione o di prelievo dei corrispondenti BRP;
- la piattaforma che verrà implementata dal GME sarà in generale remunerata tramite il gettito derivante da appositi corrispettivi fissi e variabili applicati alle transazioni: questi ultimi saranno oggetto di definizione annuale da parte del GME, previa approvazione dell'Autorità, come previsto nel caso delle altre piattaforme di mercato che il GME ha implementato su richiesta della medesima Autorità;

- nel bilancio del GME è presente un fondo rischi e oneri destinato alla copertura di future perdite imputabili alla Piattaforma dei Conti Energia a Termine (di seguito: PCE), al mercato organizzato delle garanzie d'origine e alla piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (di seguito: fondo rischi e oneri);
- l'extra remunerazione PCE, ogni anno, viene transitoriamente accantonata in bilancio al fondo rischi e oneri, fino a specifici provvedimenti dell'Autorità medesima; inoltre, come previsto dalla deliberazione 532/2013/R/eel, l'extra remunerazione PCE accantonata dal GME può essere utilizzata a promuovere la liquidità di altri mercati o piattaforme organizzati dallo stesso GME nelle fasi di avvio.

RITENUTO CHE:

- Areti abbia presentato all'Autorità la propria proposta di progetto pilota per l'erogazione di servizi ancillari locali dopo aver svolto tutte le attività preliminari richieste dalla deliberazione 352/2021/R/eel, dandone adeguata evidenza;
- la proposta di progetto pilota presentata da Areti sia coerente con i principi e i criteri previsti dalla deliberazione 352/2021/R/eel;
- sia pertanto opportuno approvare la proposta di progetto pilota, come trasmessa da Areti all'Autorità con la lettera del 25 luglio 2023, per l'anno 2024;
- sia necessario contestualmente approvare la proposta di "Regolamento del mercato locale della flessibilità" e della convenzione-tipo tra GME e imprese di distribuzione per la partecipazione al mercato locale della flessibilità, trasmessi dal GME con dedicate lettere del 25 luglio 2023, in quanto funzionali all'avvio del progetto pilota proposto da Areti; sia altresì opportuno prevedere che il GME specifichi, in tempo utile per l'avvio del mercato a pronti, le modalità operative con cui le parti del proprio regolamento afferenti a tale mercato troveranno applicazione nel primo periodo di funzionamento dello stesso, durante il quale l'erogazione dei servizi ancillari locali non comporta la modifica dei programmi di immissione o di prelievo dei corrispondenti BRP (durante questo periodo, in cui l'energia immessa o prelevata per effetto dell'erogazione del servizio ancillare locale è valorizzata al prezzo di sbilanciamento ai fini del *settlement*, il BSP non presenta offerte di vendita e/o di acquisto ma offre un servizio la cui remunerazione è di esclusiva competenza del medesimo, senza bisogno di prevedere forme di compensazione tra BSP e BRP);
- sia opportuno prevedere 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 istituito dall'articolo 5, comma 5.13, della deliberazione 568/2019/R/eel, dandone separata evidenza all'Autorità nell'ambito della rendicontazione semestrale di cui all'articolo 5 della deliberazione 352/2021/R/eel; ciò consente di evitare l'istituzione di un nuovo Conto alimentato da corrispettivi dedicati durante la fase di sperimentazione, a copertura di costi attesi piuttosto limitati, come sopra indicati;
- sia opportuno prevedere che, nelle fasi di avvio del MLF, i costi sostenuti dal GME per l'implementazione e la gestione dello stesso non coperti dai corrispettivi applicati

- ai relativi partecipanti trovino copertura tramite l'extra remunerazione PCE accantonata dal GME, previa approvazione dell'Autorità;
- sia opportuno richiamare l'applicazione dell'articolo 5 della deliberazione 352/2021/R/eel, a seguito dell'avvio della sperimentazione, recante gli obblighi di rendicontazione con cadenza semestrale;
 - decorso un primo periodo di applicazione del progetto pilota di cui al presente provvedimento e tenendo conto dei risultati ottenuti, sia possibile apportare modifiche o innovazioni al regolamento previa consultazione a cura del DSO, quali, ad esempio, la revisione dei requisiti tecnici previsti per ciascun servizio, delle procedure concorsuali adottate per l'approvvigionamento dei servizi, o dei criteri di valorizzazione economica degli stessi, anche a seguito di proposte presentate da e-distribuzione;
 - il progetto pilota possa essere esteso oltre il 2024, come eventualmente aggiornato al fine di tenere conto dei risultati che saranno nel frattempo emersi, previa approvazione da parte dell'Autorità

DELIBERA

1. di approvare la proposta di progetto pilota per l'anno 2024, come trasmessa da Areti all'Autorità con la lettera del 25 luglio 2023, comprensiva dei relativi allegati;
2. approvare la proposta di "Regolamento del mercato locale della flessibilità" e della convenzione-tipo tra GME e imprese di distribuzione per la partecipazione al mercato locale della flessibilità, come trasmessi dal GME con dedicate lettere del 25 luglio 2023, ferma restando la specifica delle modalità operative richiamata in premessa;
3. di prevedere che Areti pubblici sul proprio sito internet il regolamento e i relativi allegati oggetto di approvazione ai sensi del presente provvedimento;
4. di prevedere che i costi sostenuti da Areti 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 istituito dall'articolo 5, comma 5.13, della deliberazione 568/2019/R/eel, dandone separata evidenza all'Autorità nell'ambito della rendicontazione semestrale di cui all'articolo 5 della deliberazione 352/2021/R/eel;
5. di prevedere che, nelle fasi di avvio del Mercato Locale della Flessibilità gestito dal GME, i costi sostenuti dal medesimo GME per l'implementazione e la gestione del menzionato mercato non coperti dai corrispettivi applicati ai relativi partecipanti

trovino copertura tramite l'extra remunerazione PCE accantonata dal GME, previa approvazione dell'Autorità;

6. di trasmettere il presente provvedimento ad Areti S.p.A.;
7. di pubblicare il presente sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

3 agosto 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini