

DELIBERAZIONE 3 AGOSTO 2023

365/2023/R/EEL

**APPROVAZIONE DEL PROGETTO PILOTA PER L'APPROVVIGIONAMENTO DI SERVIZI
ANCILLARI LOCALI PROPOSTO DALLA SOCIETÀ E-DISTRIBUZIONE S.P.A., PER L'ANNO
2024**

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

Nella 1261^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 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 345/2023/R/eel (di seguito: TIDE);
- la lettera trasmessa dalla società e-distribuzione S.p.A. (di seguito: e-distribuzione) in data 21 luglio 2023, prot. Autorità 48573 (di seguito: lettera 21 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, INFINE, CHE:

- con lettera 21 luglio 2023, ai sensi delle disposizioni richiamate al punto b., la società e-distribuzione, a seguito di propria consultazione, ha trasmesso all'Autorità, per l'approvazione, un progetto pilota, denominato EDGE, per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali sulle proprie reti di distribuzione nell'anno 2024, 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: il progetto pilota, attualmente limitato all'anno 2024, potrebbe essere oggetto di estensione negli anni successivi;
- 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 è presentato, quale *soggetto proponente*, da e-distribuzione singolarmente;
 - il progetto identifica, *come utenze che possono erogare i servizi*, sia 'a salire' che 'a scendere', tutte le risorse presenti nell'area di sperimentazione: 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*, le risorse candidate a erogare i servizi ancillari locali, anche in forma aggregata, devono garantire il rispetto dei parametri indicati nell'Allegato 2 al regolamento il cui valore sarà definito per ciascuna procedura concorsuale; in particolare, è previsto un controllo preliminare automatico e una prova tecnica di qualifica (Allegato 3 del regolamento), al fine di verificare operativamente l'abilità ad erogare la flessibilità dichiarata; quest'ultima prova viene eseguita per singola risorsa o, in caso di aggregato, per l'aggregato medesimo; la prova avviene concordandone le tempistiche e consiste in una richiesta di "modulazioni di prova", secondo le specifiche precisate nel medesimo allegato;
 - il progetto identifica come *servizi ancillari locali necessari* quelli di regolazione della potenza attiva e reattiva, al fine di rispettare i vincoli della rete di distribuzione sia in condizioni di regolare esercizio sia a seguito di riconfigurazioni causate da guasti e/o lavori programmati, nonché quelli di ripristino dell'alimentazione in condizioni di emergenza; il progetto pilota è tuttavia focalizzato sulla regolazione della potenza attiva, ai fini del rispetto dei vincoli della rete di distribuzione sia in condizioni di normale funzionamento che di riconfigurazioni causate da guasti e/o lavori programmati sulla rete, prevedendo al momento, quale unico servizio approvvigionabile, l'aumento o la diminuzione della potenza attiva immessa o prelevata in specifici nodi della rete, per lotti minimi di 25 kW e per una durata minima di 15 minuti; il tempo di attivazione (periodo che intercorre dalla ricezione del comando di modulazione al raggiungimento del valore di potenza richiesto) è di 60 minuti;
 - il progetto identifica come iniziali *aree di sperimentazione* alcune porzioni delle reti alimentanti le province di Cuneo, Benevento, Foggia e Venezia, scelte per il rilevante numero di nuove connessioni di impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la varietà di situazioni presenti (zone urbane di media e piccola dimensione, zone agricole, industriali e montane);
 - e-distribuzione stima *il fabbisogno* per l'anno 2024, nell'ipotesi di effettuare nel corso di tale anno un primo approvvigionamento di risorse. Il fabbisogno è

ricavato a partire da scenari di sviluppo coerenti con gli obiettivi europei e nazionali per la transizione energetica, tenendo in considerazione anche il *trend* degli ultimi anni in relazione alla crescita della produzione da fotovoltaico, alla elettrificazione dei trasporti e alla climatizzazione. Per quanto riguarda la rete, sono stati considerati tutti gli interventi di sviluppo della rete di distribuzione pianificati e già approvati fino al 2023 (e il cui completamento è previsto entro la fine del 2024), nonché le connessioni attese dei clienti per il 2024. Nelle aree di sperimentazione sono individuati i c.d. *perimetri di flessibilità*, individuati per ogni gara sulla base delle linee elettriche per le quali vi è una elevata probabilità che si manifestino congestioni di rete. A valle delle suddette valutazioni, e-distribuzione stima che, in ciascun perimetro di flessibilità, il fabbisogno dei servizi ancillari locali per risolvere le suddette congestioni potrà essere al massimo pari a circa 400 kW ed in media pari a circa 150 kW; il valore complessivo del fabbisogno (in termini di MW da approvvigionare per ciascuna area di sperimentazione) è pari a 3,9 MW per la provincia di Benevento (inverno ed estate 2024), 4,2 MW per la provincia di Cuneo (estate 2024), 0,4 MW per la provincia di Venezia (inverno 2024), 2,3 MW per la provincia di Foggia (nelle 4 stagioni 2024);

- per quanto riguarda i *costi*, e-distribuzione ha trasmesso una relazione dedicata in cui, per le aree di sperimentazione, limitatamente alle potenziali criticità individuate, viene confrontata la strategia tradizionale di sviluppo della rete basata esclusivamente sul rinforzo della stessa (approccio “Fit&Forget”) con la strategia che include la possibilità di ricorrere ai servizi ancillari locali. In particolare, assumendo che le criticità individuate siano risolte solo con investimenti nelle infrastrutture, ne risulterebbe un costo nel 2024 di 3,5 milioni di euro, mentre con l’utilizzo della flessibilità ne risulterebbe un costo di 1,8 milioni di euro. e-distribuzione precisa che gli importi qui riportati non rappresentano l’investimento totale, ma i costi attribuibili al progetto specifico nel 2024. Infatti, è stato considerato sia il valore residuo degli asset al termine del 2024, sia il fatto che è stata attribuita al progetto solo una quota delle spese relative alla piattaforma di mercato per la gestione della flessibilità in quanto la medesima sarà riutilizzata anche per il futuro; 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, e-distribuzione identifica, quali *soluzioni da sperimentare*, quanto segue:
 - il servizio è offerto dai BSP, in coerenza con la deliberazione 352/2021/R/eel, per il tramite di unità singole o aggregati definiti dai BSP (appositamente per ogni gara) all’interno del perimetro di flessibilità;
 - le risorse di cui al punto precedente, singole o aggregate, sono selezionate tramite procedure concorsuali da gestire tramite una piattaforma “terza” di interfaccia e intermediazione (piattaforma “Piclo”) che garantirà trasparenza e libertà di accesso a tutti gli operatori economici interessati; le prime procedure concorsuali per l’approvvigionamento delle risorse potranno essere condotte già nel 2023;

- tramite la piattaforma è possibile presentare offerte per contratti a termine di durata pari a due o tre mesi; i contratti prevedono una disponibilità minima di 100 kW e un periodo di disponibilità minima di due ore;
- nel periodo di validità del contratto gli assegnatari possono essere chiamati ad incrementare o diminuire la potenza attiva da un valore minimo di 25 kW a un valore massimo stabilito dal contratto, per un periodo minimo di un quarto d'ora e un periodo massimo stabilito dal contratto;
- il servizio è remunerato tramite una componente fissa (“prezzo per la disponibilità” espresso in €/kW) e una componente correlata all’effettiva erogazione del servizio (“prezzo per utilizzo” espresso in €/kWh);
- in particolare, le componenti di cui al precedente alinea, come meglio specificato nella relazione tecnica, sono determinate per ciascun BSP in esito ad aste al ribasso rispetto a un cap predefinito; più in dettaglio, il cap riferito al prezzo per utilizzo è un valore fissato a 500 €/MWh per qualsiasi asta, mentre il cap riferito al prezzo per la disponibilità è diverso per ciascun perimetro di flessibilità ed è determinato in esito all’analisi costi-benefici specifico per ogni perimetro. Per quanto qui rileva, i valori massimi delle due componenti di prezzo (disponibilità e utilizzo), per ciascun perimetro di flessibilità e ciascun servizio, sono determinati in modo da rendere conveniente l’utilizzo dei servizi rispetto all’opzione di pianificazione tradizionale; il costo atteso per l’acquisto della flessibilità, valutato sulla base dei prodotti messi all’asta e delle stime relative all’utilizzo, è pari a circa 1,3 milioni di euro per l’anno 2024;
- l’effettiva erogazione del servizio è determinata valutando la differenza tra i dati di misura dell’energia elettrica immessa o prelevata e la “baseline”; la baseline è determinata secondo una metodologia già sperimentata negli Stati Uniti (da EnerNOC) e nel Regno Unito (da ENA), basata sul calcolo di una media dell’immissione o del prelievo misurato nei quarti d’ora di attivazione del servizio dei quindici giorni precedenti la stessa, con un opportuno fattore di correzione che tiene conto dei valori misurati nelle due ore precedenti l’attivazione. Nel caso il servizio sia fornito tramite un aggregato 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;
- al fine di valutare l’esistenza di un potenziale mercato e del suo grado di concorrenzialità, e-distribuzione ha verificato la numerosità delle utenze connesse in MT e BT nelle porzioni di rete coinvolte nel progetto e la relativa potenza impegnata. In seguito, e-distribuzione ha focalizzato l’attenzione sulle tipologie di risorse che nelle esperienze internazionali analizzate hanno fatto registrare il maggior tasso di partecipazione ai mercati locali della flessibilità, nonché l’esistenza di risorse già coinvolte in progetti di flessibilità nell’ambito delle c.d. UVAM. e-distribuzione conclude che la numerosità e la potenza di queste utenze è sufficiente a valutare l’esistenza di un potenziale mercato, a maggior ragione

- considerando che sono previsti in ulteriore aumento gli impianti di produzione e le infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici;
- per quanto riguarda la *cooperazione con gli altri DSO e con Terna*:
 - e-distribuzione ritiene che, al momento, il fabbisogno dei servizi ancillari locali sia di entità 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 e-distribuzione a Terna in merito al programma di attivazione dei servizi ancillari locali a beneficio dell'esercizio ottimale dei processi dei due gestori di rete;
 - e-distribuzione 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 le modalità di approvvigionamento dei servizi ancillari locali, nonché, a titolo d'esempio, la condivisione di canali di comunicazione;
 - 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 Areti 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;
 - per quanto riguarda *l'identificazione di parametri sintetici* per valutare la sperimentazione, il progetto ha identificato 9 indicatori, suddivisi in categorie: la prima valuta l'efficacia delle procedure ad asta nel coinvolgere potenziali fornitori di flessibilità, la seconda valuta le prestazioni dei BSP rispetto alla capacità di adempiere alle richieste di servizio, la terza riguarda la correttezza dei meccanismi di previsione delle criticità e dimensionamento dei prodotti di flessibilità da parte del DSO;
 - per quanto riguarda *l'identificazione delle soluzioni tecnologiche* utilizzabili per l'interfaccia e i canali comunicativi, e-distribuzione prevede l'invio del comando di modulazione al BSP tramite un sistema di messaggistica, mentre il trasferimento del comando alle risorse distribuite è responsabilità del BSP;
 - per quanto riguarda la *valutazione di altre esperienze nazionali e internazionali*, il progetto prende come riferimento l'esperienza del Regno Unito, avviata nel 2018, in cui i DSO hanno promosso gare ad evidenza pubblica su piattaforme di interfaccia e intermediazione di terze parti (in particolare la piattaforma PicloFlex); e-distribuzione riporta inoltre di aver esaminato anche le esperienze e le soluzioni tecnologiche adottate in Francia, Olanda e Stati Uniti ricavandone

elementi informativi utili all'identificazione della tipologia dei meccanismi di flessibilità e alla modalità di contrattualizzazione;

- per quanto riguarda, infine, *i finanziamenti europei*, il progetto non attinge a tali finanziamenti. Tuttavia, e-distribuzione partecipa al raggruppamento di imprese ed enti di ricerca che il 5 gennaio 2022 ha presentato una proposta di sperimentazione in materia di gestione della flessibilità per TSO e DSO ed approvata dalla Commissione Europea ad aprile 2022 (“*Call Horizon CL5 2021 D3 01 06: Increasing energy system flexibility based on sector integration services to consumers that benefits system management by DSOs and TSOs*”). Questa sperimentazione, denominata BeFlexible, prevede la costruzione di una demo italiana finalizzata ad integrare sistemi e apparecchiature utili al miglioramento delle modalità di erogazione dei servizi ancillari locali. BeFlexible riguarderà le stesse aree del progetto pilota proposto da e-distribuzione e, pertanto, ne consentirà l'evoluzione, con particolare riferimento al coordinamento tra TSO e DSO.

RITENUTO CHE:

- e-distribuzione 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 e-distribuzione sia coerente con i principi e i criteri previsti dalla deliberazione 352/2021/R/eel;
- sia pertanto opportuno approvare la proposta di progetto pilota per l'anno 2024, come trasmessa da e-distribuzione all'Autorità con la lettera 21 luglio 2023;
- sia opportuno prevedere che i costi sostenuti da e-distribuzione per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali, limitatamente alla fase di sperimentazione, siano posti a carico del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali 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 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 e-distribuzione all’Autorità con la lettera 21 luglio 2023, comprensiva dei relativi allegati;
2. di prevedere che e-distribuzione pubblichi sul proprio sito internet il regolamento e i relativi allegati oggetto di approvazione ai sensi del presente provvedimento;
3. di prevedere che i costi sostenuti da e-distribuzione 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;
4. di trasmettere il presente provvedimento a e-distribuzione S.p.A.;
5. di pubblicare il presente sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

3 agosto 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini